



Optimasi Laju Injeksi Pada Sumur Kandidat Convert to Injection (CTI) di Area X Lapangan Y

Tomi Erfando¹, Novia Rita², Toety Marliaty³
^{1,2,3}Universitas Islam Riau

Abstrak

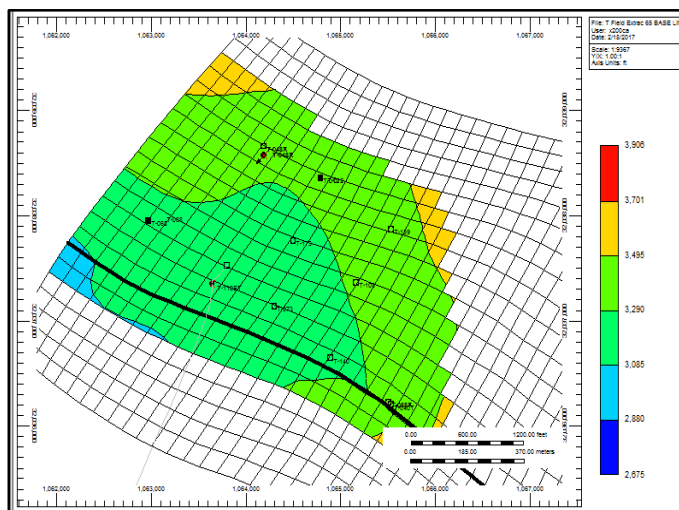
Area X merupakan bagian dari lapangan Y saat ini mengalami dalam kurun waktu 16 tahun terakhir penurunan laju alir produksi sebesar 64.4%. Diperlukan upaya untuk meningkat laju alir produksi minyak dan *recovery factor* dari area tersebut, upaya yang akan dilakukan adalah injeksi air atau *waterflood* dengan mengubah salah satu sumur produksi menjadi sumur injeksi (*convert to injection*). Penentuan kandidat sumur *convert to injection* (CTI) berdasarkan kondisi laju alir produksi, jarak antara sumur kandidat dan sumur produksi, serta korelasi antar sumur. Untuk memperoleh hasil yang optimal akan dibuat beberapa skenario yang akan disimulasikan dengan parameter *rate* injeksi dan penambahan perforasi. Penentuan *rate* injeksi dilakukan dengan uji sensitivitas terlebih dahulu dan memperhatikan tekanan *fracture* dari tiap lapisan. Penambahan perforasi dengan melihat korelasi dari data log yang ada sehingga sumur CTI dapat memberikan peningkatan terhadap sumur produksi. Hasil simulasi yang paling optimal dari skenario yang direncanakan diperoleh penambahan produksi sebesar 800 MSTB dan *recovery factor* sebesar 12.9%.

Keywords: Convert to injection, CTI, Optimasi, Simulasi

Corresponding Author: tomierfando@eng.uir.ac.id

PENDAHULUAN

Area X merupakan bagian dari lapangan Y yang berlokasi di Kalimantan Selatan memiliki cadangan sebesar 26198 MSTB terdiri dari 4 lapisan produktif yaitu lapisan A, B, C, dan D (gambar 1). Tahun 2000 merupakan puncak produksi dari lapangan Y dengan laju alir mencapai 22500 BOPD, namun pada tahun 2016 produksi minyak hanya sebesar 8000 BOPD artinya mengalami penurunan yang signifikan yaitu 64.4%.



Gambar 1. Peta struktur area X

Diperlukan upaya untuk meningkatkan kembali laju alir produksi yang telah mengalami penurunan. Salah satu metode *secondary recovery* yang paling umum digunakan untuk meningkatkan produksi ialah *waterflooding* (Alhuthali, Oyerinde, Gupta, 2006). *Waterflooding* merupakan metode penginjeksian fluida ke dalam reservoir, di mana air sebagai media injeksi akan diinjeksikan ke dalam reservoir

sehingga diharapkan air akan mendorong minyak yang ada pada lapisan reservoir untuk sampai ke sumur produksi dan sampai ke permukaan (El-khatib, 2001; Thomas, 2001).

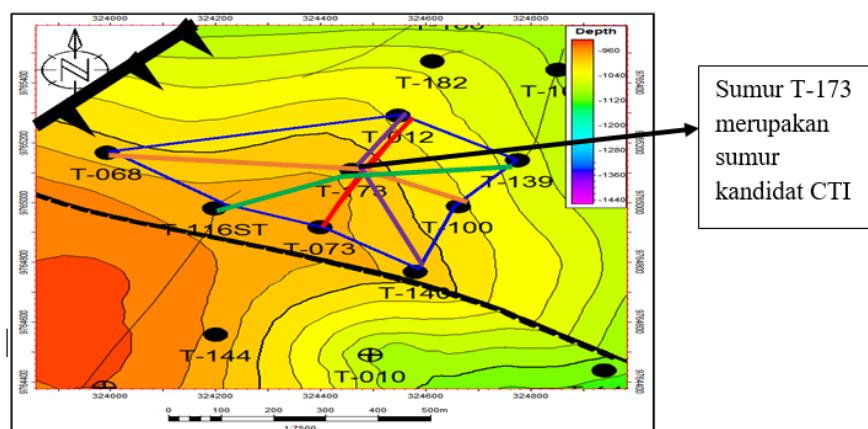
Menurut Silva *et al* (2017) dengan mempertimbangkan penyederhanaan operasional dan investasi pemilihan *waterflooding* merupakan langkah yang tepat. Area X untuk meningkatkan efektivitas laju produksi dilakukan *waterflooding* berpola (*pattern*) dan mengkonversi sumur-sumur produksi yang ada menjadi sumur injeksi (*convert to injection*/CTI). *Pattern* merupakan pola sumur produksi dan injeksi pada suatu lapangan (Clark *et al*, 2007). Menimbang kondisi yang ada pada area X akan dipilih sumur produksi yang akan dikonversi menjadi sumur injeksi atau *convert to injection* (CTI).

Pemilihan kandidat sumur CTI di antara sumur produksi dilihat dari sejarah produksi sumur yang sudah tidak optimal serta letak sumur dari data log yang ada. Kandidat sumur yang akan dilakukan CTI terletak di tengah-tengah area yang artinya sumur CTI dikelilingi oleh sumur-sumur produksi. Mengetahui hasil CTI pada area X akan dilakukan beberapa skenario menggunakan simulasi reservoir untuk memperoleh laju alir produksi dan *recovery factor* (RF) yang optimal.

METODE PENELITIAN

Ketika tekanan reservoir mengalami penurunan dan jumlah produksi minyak terus berkurang, maka salah satu upaya yang dilakukan adalah dengan melakukan injeksi air atau gas yang bertujuan untuk meningkatkan tekanan reservoir, selain membuat sumur injeksi dapat juga melalui konversi dari sumur produksi menjadi sumur injeksi (Silva *et al*, 2017). Tahap awal yang dilakukan adalah penentuan kandidat sumur yang akan dikonversi. Konversi sumur akan memberikan dampak yang baik dalam peningkatan produksi seperti yang dikemukakan oleh Kaichun *et al* (2017) pada penelitiannya memperoleh pertambahan produksi kisaran 27-33 MMSTB. Konversi dari sumur yang laju alir produksi sudah rendah menjadi sumur injeksi dapat meningkatkan perolehan (*oil recovery*) yang cukup signifikan (Sayyafzadeh *et al*, 2010).

Menurut Clark *et al* (2007) terdapat 3 parameter pemilihan sumur yang dijadikan kandidat CTI yaitu produksi sumur yang sudah di bawah 10 BOPD, jarak sumur yang akan dikonversi dan sumur produksi idealnya 250 *acre*, dan korelasi antara sumur CTI dan sumur produksi yang harus pada satu lapisan. Pemilihan sumur injeksi dan produksi harus dalam satu lapisan sehingga diketahui apakah proses injeksi berjalan dengan baik atau tidak. Perencanaan injeksi *waterflooding* dibutuhkan dua sumur yaitu sumur injeksi dan sumur produksi. Sumur produksi merupakan sumur yang dijadikan untuk sasaran injeksi. Letak antara sumur injeksi dan sumur produksi harus diperkirakan sehingga proses injeksi akan berjalan secara efisien. Sumur T-173 merupakan kandidat dijadikan sumur CTI seperti terlihat pada gambar 2, sumur ini memenuhi kriteria untuk dikonversi dari sumur produksi menjadi sumur injeksi di mana jarak antara sumur yang dikonversi dan sumur produksi target kurang dari 200 meter (Kaichun *et al*, 2017). Terletak di tengah-tengah dan dikelilingi oleh sumur produksi yaitu T-012, T-068, T-116ST, T-073, T-140, T-100, dan T-139



Gambar 2. Letak kandidat sumur CTI dan produksi

Terdapat 6 skenario simulasi yang akan diterapkan pada area X lapangan Y ini, sebagai berikut:

1. Skenario I : Injeksi air dengan *rate* 750 BWPD perlapisan.
2. Skenario II : Skenario I dan penambahan perforasi masing-masing sumur.
3. Skenario III : Injeksi air dengan *rate* bervariasi perlapisannya dengan *rate* tertinggi pada lapisan paling bawah.
4. Skenario IV : Skenario III dan penambahan perforasi pada masing-masing sumur.
5. Skenario V : Injeksi air dengan *rate* bervariasi perlapisan dengan *rate* tertinggi pada lapisan teratas.
6. Skenario VI : Skenario V dan penambahan perforasi masing-masing sumur.

Injeksi *waterflood* pada penelitian ini dilakukan perlapisan, dimana pada penelitian ini terdapat 4 lapisan. Pada skenario I dan II menggunakan *rate* injeksi 750 BWPD, karena sebelumnya telah dilakukan sensitivitas *rate* injeksi dengan *rate* 500, 750, dan 1000 BWPD. Untuk *rate* injeksi 500 BWPD, apabila diinjeksikan perlapisan dengan total injeksi diseluruh lapisan 2000 BWPD. Maka minyak tidak akan terangkat kepermukaan karena air tidak mampu untuk mendorong minyak. Sedangkan untuk *rate* injeksi 1000 BWPD, air hanya akan melewati minyak. Sehingga air tidak maksimal mendorong minyak ke permukaan. Maka dari itu dipilihlah *rate* injeksi 750 BWPD yang mampu mendorong minyak secara maksimal. Untuk skenario dengan injeksi bervariasi, untuk lapisan A dengan *rate* 1131 BWPD, lapisan B dengan *rate* 1024 BWPD, lapisan C dengan *rate* 540 BWPD dan lapisan D dengan *rate* 304 BWPD. Selanjutnya jabaran lengkap untuk *rate* injeksi tiap lapisan masing-masing skenario seperti pada tabel 1.

Tabel 1. *Rate* injeksi untuk tiap lapisan dan skenario

Lapisan	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario IV	Skenario V	Skenario VI
A	750	750	1131	1131	304	304
B	750	750	1024	1024	540	540
C	750	750	540	540	1024	1024
D	750	750	304	304	1131	1131

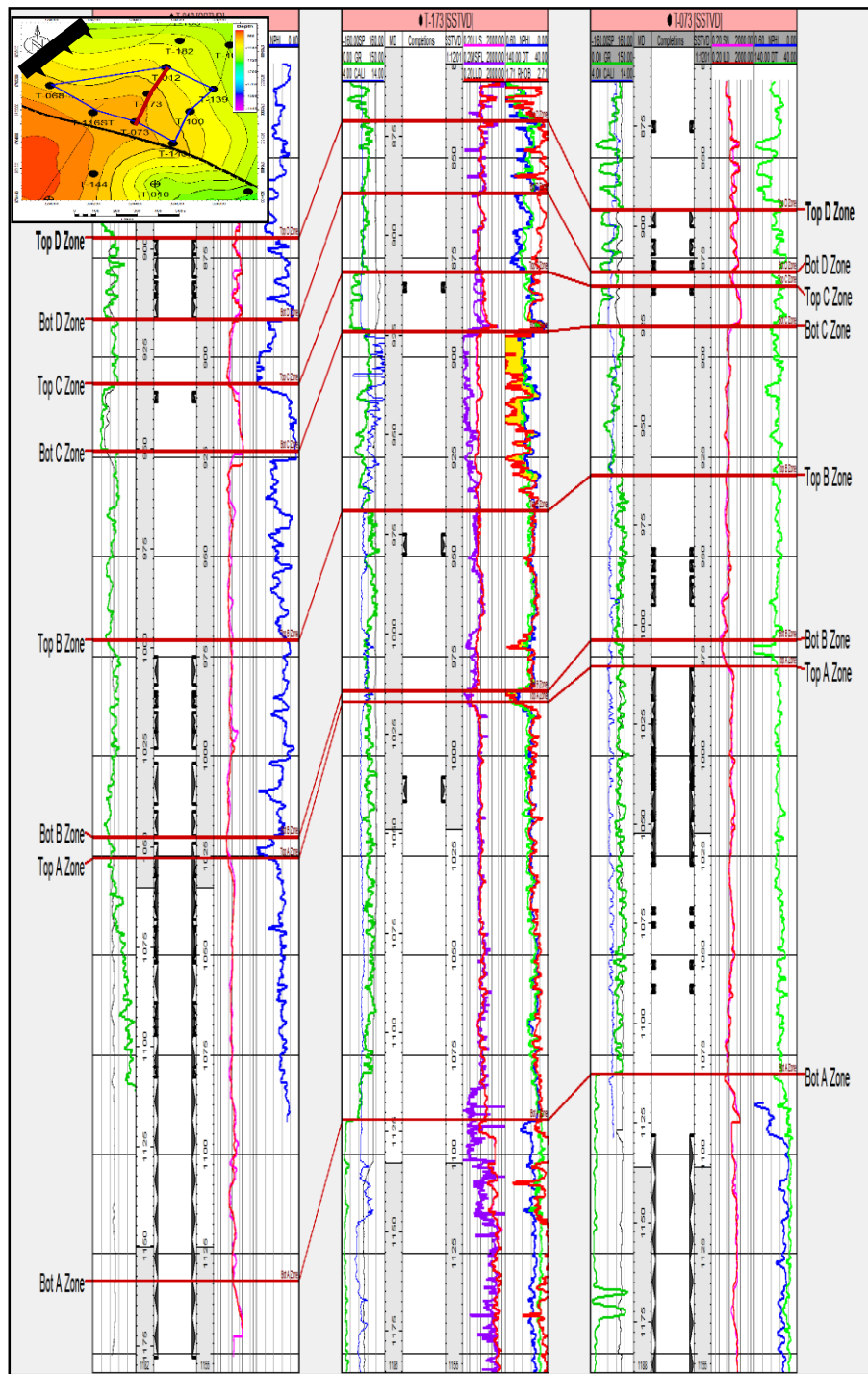
Pada skenario II, IV, dan VI akan ditambahkan perforasi bertujuan untuk mengkorelasikan antara kandidat sumur CTI dan sumur produksi. Korelasi sumur-sumur tersebut dapat dilihat pada gambar 3 (lampiran gambar 7, 8, 9) di mana lapisan A, B, C, dan D pada sumur CTI T-173 dikorelasikan dengan lapisan pada masing-masing sumur produksi. Korelasi yang dilakukan bertujuan untuk memastikan fluida injeksi yang dilakukan pada sumur CTI memberikan dampak pada sumur produksi. Korelasi dilakukan berdasarkan data log sumur-sumur yang akan dilakukan korelasi tersebut sebagai berikut:

1. Korelasi sumur T-012 dan T-073 terhadap sumur T-173
2. Korelasi sumur T-068 dan T-100 terhadap sumur T-173
3. Korelasi sumur T-012 dan T-140 terhadap sumur T-173
4. Korelasi sumur T-116ST dan T-139 terhadap sumu T-173

Setelah penentuan korelasi tiap sumur-sumur produksi dan CTI, maka dapat dilihat pada tabel 2 merupakan skenario kedalaman dari masing-masing sumur produksi yang akan dilakukan perforasi.

Tabel 2. Skenario perforasi untuk tiap sumur

Sumur	Kedalaman Perforasi
T – 012	968 – 983 m
T – 068	968 – 973 m & 1026 – 1030 m
T – 073	937,5 – 947 m & 995 – 998 m
T – 100	1094 – 1098 m
T – 116ST	938 -954 m
T – 139	1115 – 1125 m
T – 140	930 – 935 m & 1008 – 1015 m

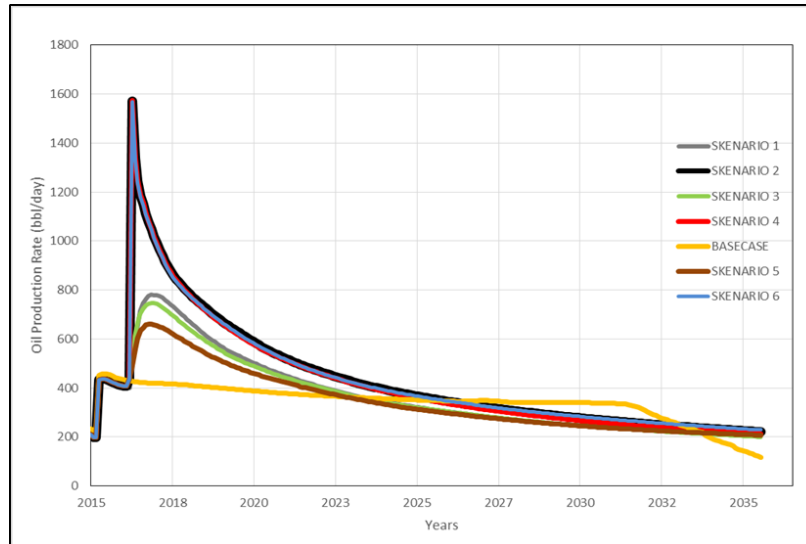


Gambar 3. Korelasi sumur T-012 dan T-073 terhadap sumur T-173

HASIL DAN PEMBAHASAN

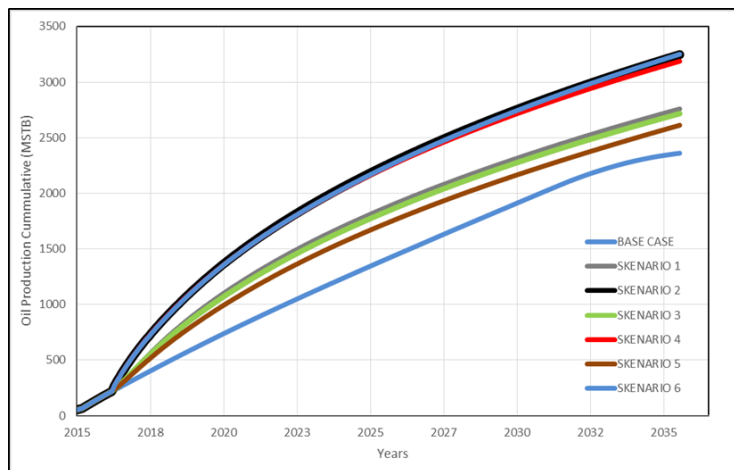
Simulasi dilakukan sampai tahun 2035 dimana tahun tersebut menjadi batas akhir kontrak dari lapangan Y. Masing-masing skenario memberikan pengaruh terhadap laju alir produksi minyak area X, dapat terlihat dari grafik pada gambar 4. Skenario I memberikan kenaikan hingga 800 BOPD pada puncak produksinya, skenario II menunjukkan pertambahan produksi yang paling signifikan sebesar 1600 BOPD, skenario III dan IV berturut-turut

adalah 750 BOPD dan 1580 BOPD pada masa puncak produksinya. Sementara itu untuk skenario V memberikan pengaruh produksi minyak sebesar 670 BOPD dan skenario terakhir sebesar 1590 BOPD. Penambahan signifikan pada skenario II, IV dan IV dikarenakan adanya penambahan perforasi yang mengkorelasikan antara sumur CTI T-173 dengan sumur-sumur produksi yang ada di sekelilingnya.



Gambar 4. Perbandingan Laju Produksi Minyak Pada Setiap Skenario

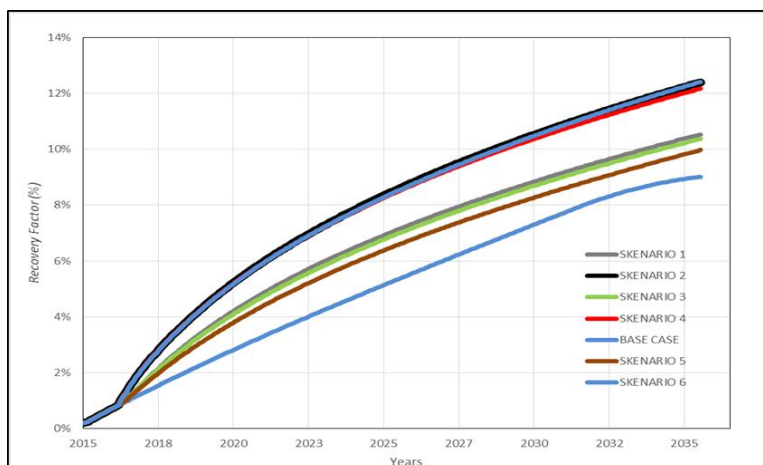
Di samping melihat penambahan laju alir produksi dari tiap skenario, akan dijelaskan pula dari kumulatif produksi dan *recovery factor* yang dihasilkan. Produksi kumulatif menjadi acuan total keseluruhan produksi dari awal hingga nanti akhir simulasi seperti pada gambar. Pada saat ini kumulatif produksi dari area X adalah 2582.27 MSTB dengan *remaining reserve* 23616 MSTB dengan demikian RF hingga saat ini masih berada diangka 9.9%.



Gambar 5. perbandingan kumulatif produksi minyak pada setiap skenario

Pertambahan kumulatif produksi seiring dengan penambahan laju alir produksi minyak. Pada grafik pada gambar 5 dapat disimpulkan skenario II memberikan penambahan kumulatif tertinggi mencapai 800 MSTB, skenario dengan *rate* injeksi sebesar 3000 BWPD untuk keseluruhan lapisan dan penambahan perforasi sehingga korelasi antara sumur CTI dan produksi berjalan dengan baik. Skenario I yaitu dengan penginjeksian sumur CTI dengan *rate* 750 BFWPD untuk tiap lapisannya hanya memberikan peningkatan sebesar 410 MSTB. Skenario III dapat meningkatkan produksi kumulatif dari area X sebesar 370, dan untuk skenario IV dengan *rate* injeksi yang bervariasi untuk tiap lapisan dan ditambahkan dengan penambahan perforasi memberikan pengaruh pada

kumulatif produksi sebesar 780 MSTB. Sementara itu skenario VI dengan penambahan perforasi dan rate injeksi yang bervariasi untuk tiap lapisan, di mana lapisan D dengan rate injeksi tertinggi sebesar 1131 BWPD menghasilkan peningkatan sebesar 795 MSTB. Skenario V dengan variasi *rate* injeksi tanpa penambahan perforasi hanya berkontribusi sebesar 270 MSTB, skenario V menjadi skenario yang memberikan penambahan kumulatif produksi terendah dibandingkan dengan skenario-skenario yang lainnya.



Gambar 6. Perbandingan *recovery factor* dari setiap skenario

Recovery factor (RF) sebagai salah satu indikator untuk melihat kinerja dari reservoir yang disimulasikan. Pada skenario *basecase* yaitu RF yang diperoleh pada tahun 2035 sebesar 9.9%. Pada gambar 6 menunjukkan RF dari masing-masing skenario. Skenario II diperoleh RF sebesar 12.9% berarti ada penambahan RF dari *basecase* yaitu 3 % penambahan ini merupakan penambahan tertinggi jika dibandingkan dengan skenario yang lain. Penambahan RF pada IV dan VI masing-masing sebesar 2.9 % dan 3%, sehingga perolehan pada skenario II dan IV sama, tapi perlu diperhatikan tekanan *fracture* dari tiap-tiap lapisan seperti pada tabel 3 menunjukkan tekanan injeksi pada skenario 6 untuk lapisan A dan B melebihi tekanan *fracture* sehingga dapat menyebabkan kerusakan formasi, karena normalnya tekanan pada saat penginjeksian air berada di bawah tekanan *fracture* formasi (Rose, 1989)

Tabel 3. Tekanan *fracture* dari area X dan tekanan injeksi masing-masing skenario (psi)

Lapisan	Tekanan Fracture	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario IV	Skenario V	Skenario VI
A	2570	2220	1779	2458	1821	2096	2653
B	2430	2427	1979	3319	2227	2636	2489
C	2350	2266	1668	2333	1637	2490	2322
D	2180	14.7	2066	2211	1885	2258	2065

Skenario I memberikan RF sebesar 11.4% *incremental recovery* dari *basecase* sebesar 1.3%. Sementara itu untuk skenario III dan skenario V masing-masing diperoleh RF sebesar 11.3% dan 10.9% sama halnya dengan skenario VI, pada skenario III terdapat tekanan injeksi pada lapisan B melebihi tekanan *fracture*, tekanan *fracture* sebesar 2430 psi sedangkan tekanan injeksi sebesar 3319 psi. Skenario V tekanan injeksi untuk lapisan B dan C sebesar 2636 psi dan 2490 psi melebihi batas tekanan *fracture* lapisan tersebut yaitu 2636 psi dan 2490 psi. Skenario yang memenuhi kondisi di bawah yaitu skenario I, II dan IV sementara itu untuk skenario III, V dan VI tidak dapat dilaksanakan karena tekanan injeksi pada skenario-skenario tersebut melebihi tekanan *fracture* dari reservoir area X lapisan Y.

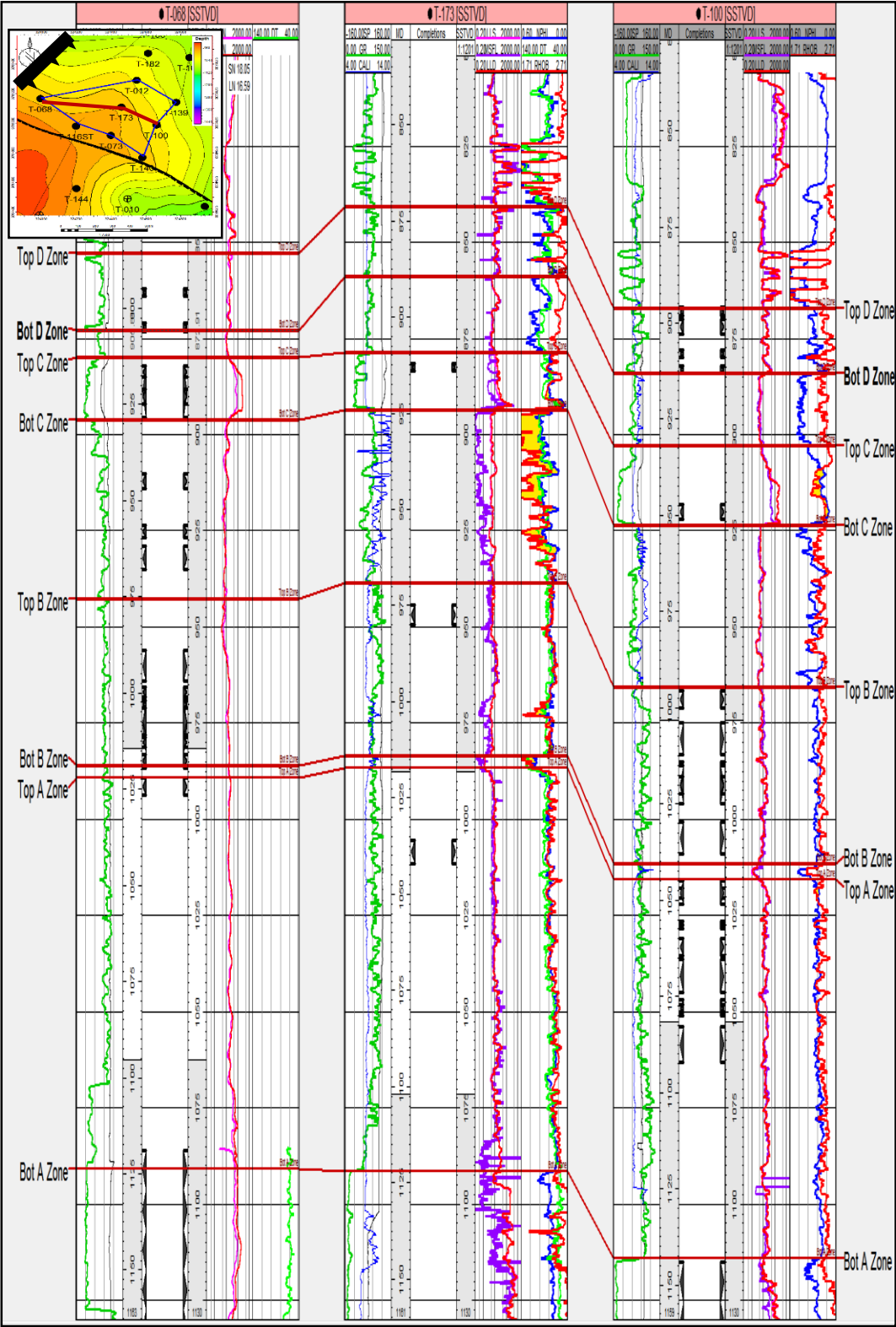
KESIMPULAN

Dari 6 skenario simulasi yang dilakukan, diperoleh hasil sebagai berikut : pada skenario I (*rate* injeksi 750 BWPD) didapat kumulatif minyaknya sebesar 2992 MSTB dengan RF sebesar 11.4%, skenario II (*rate* injeksi 750 dan penambahan perforasi) didapat kumulatif minyaknya sebesar 3382 MSTB dengan RF sebesar 12.9%, skenario III (*rate* injeksi bervariasi) didapat kumulatif minyak sebesar 2952 MSTB dengan RF sebesar 11.3%, skenario IV (*rate* injeksi bervariasi dan penambahan perforasi) didapat kumulatif minyak sebesar 3362 MSTB dengan RF sebesar 12.8%, skenario V (*rate* injeksi bervariasi) didapat kumulatif minyak sebesar 2852 MSTB dengan RF sebesar 10.9% dan skenario VI (*rate* injeksi bervariasi dan penambahan perforasi) didapat kumulatif minyak sebesar 3377 MSTB dengan RF sebesar 12.9%. Skenario II merupakan skenario terbaik.

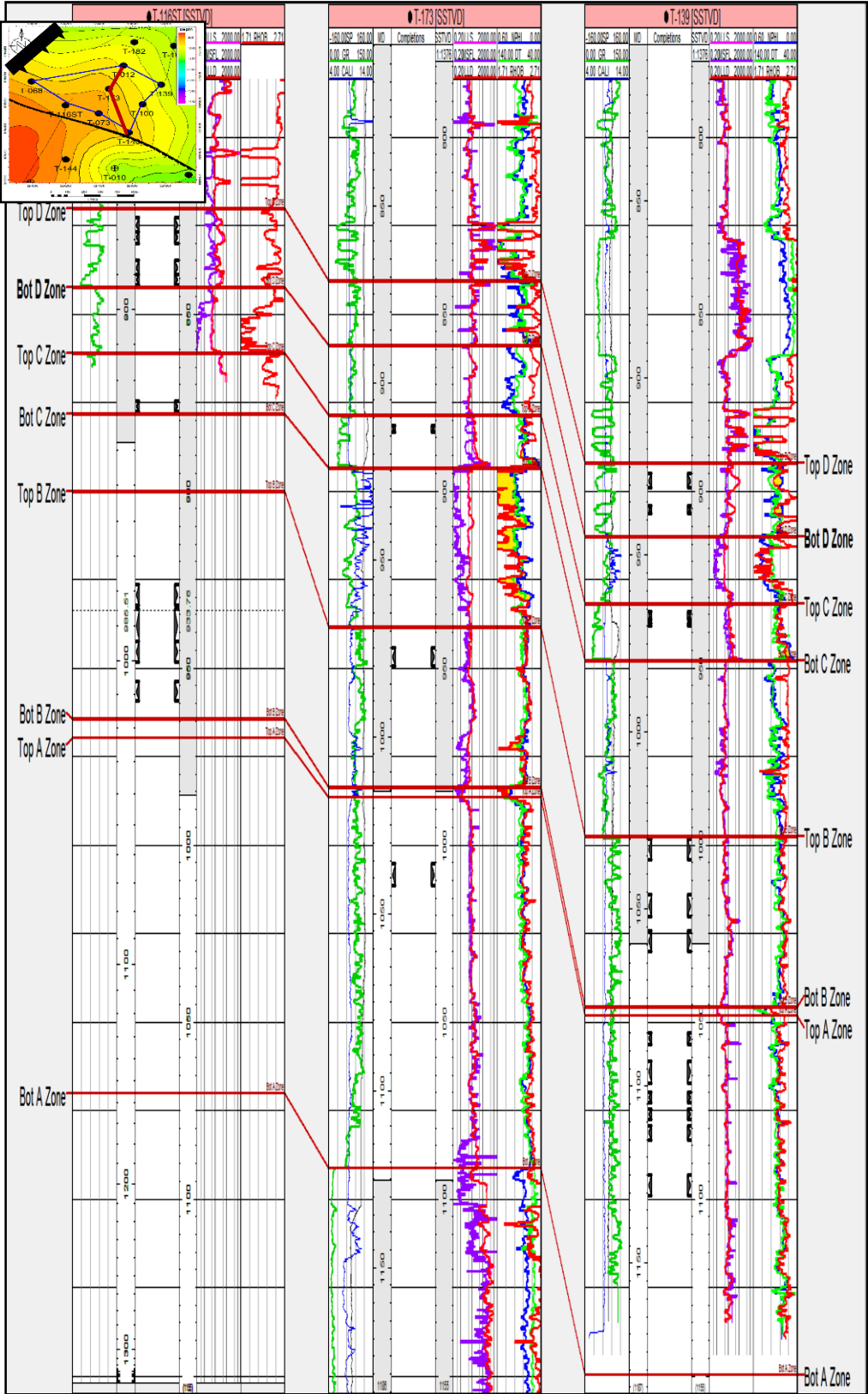
DAFTAR PUSTAKA

- Alhuthali, A., Oyerinde, A., & Datta-Gupta, A. (2006). *Optimal Waterflood Management Using Rate Control*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/102478-MS
- Clark, R. A., Karami, H., Al-Ajmi, M. F., & Lantz, J. R. (2007). *Pattern Balancing and Waterflood Optimization of a Super Giant: Sabiriyah Field, North Kuwait, a Case Study*. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-11395-MS
- El-Khatib, N. A. F. (2001). *The Application of Buckley-Leverett Displacement to Waterflooding in Non-Communicating Stratified Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/68076-MS
- Kaichun Yu, Kuang Li, Qianru Li, Keman Li, & Feng Yang (2017). A Method to Calculate Reasonable Water Injection Rate for M Oilfield. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 7, 1003-1010. doi: 10.1007/s13202-017-0356-9
- Rose, S. C., Buckwater, J. F., & Woodhall, R. J. (1989). *The Design Engineering Aspects of Waterflooding*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Sayyafzadeh, M., Pourafshary, P., & Rashidi, F. (2010). *Increasing Ultimate Oil Recovery by Infill Drilling and Converting Weak Production Wells to Injection Wells Using Streamline Simulation*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/132125
- Silva, G., Correia, B., Cunha, A., Santos, B., & Lima, A. (2017). Water Injection for Oil Recovery by using Reservoir Simulation via CFD. *International Journal of Multiphysics* 11 (1), 83-96.
- Thomas, J.L. (2001). *Petroleum Engineering Fundamentals*. 2nd edition. Rio de Janeiro

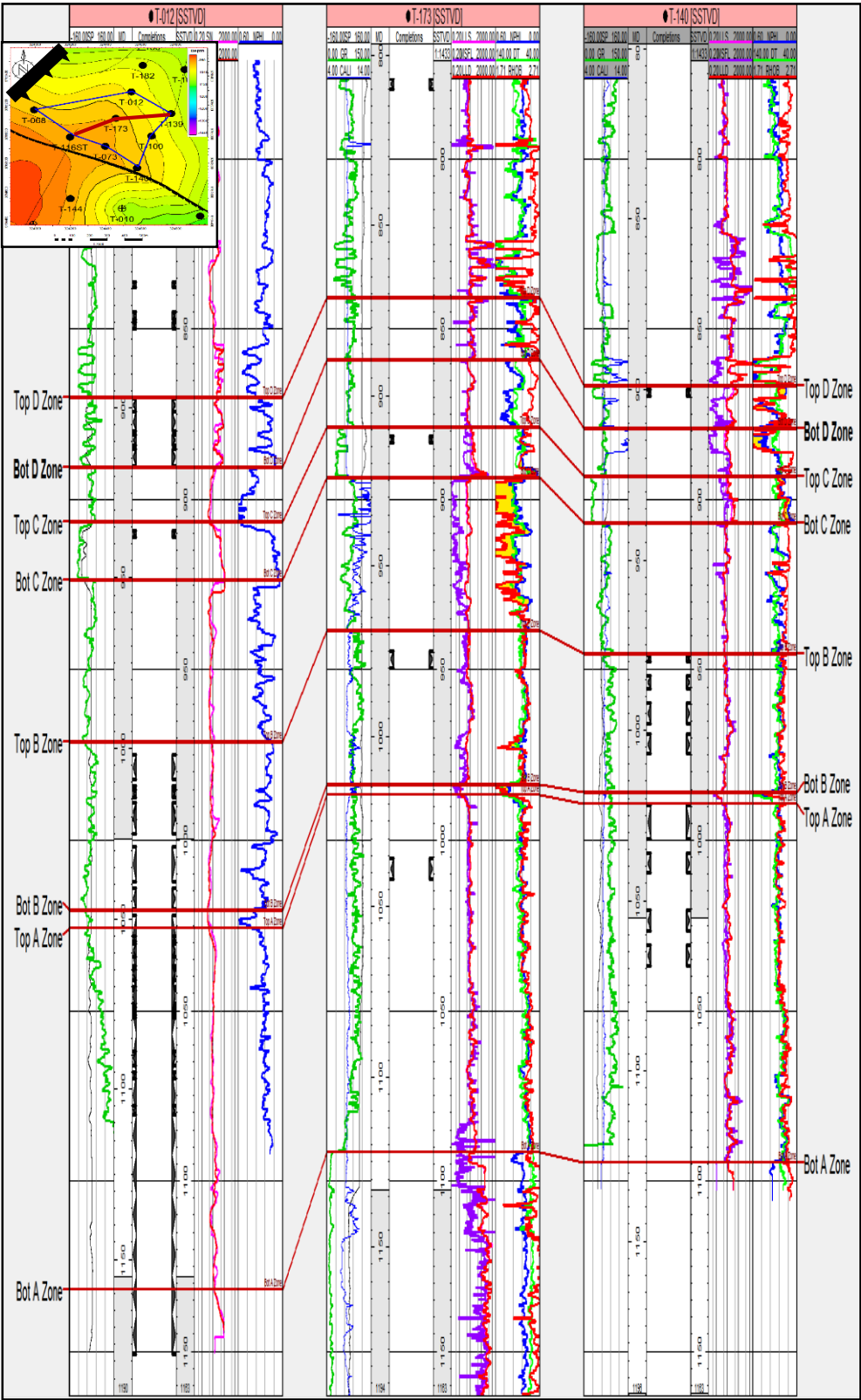
LAMPIRAN



Gambar 7. Korelasi sumur T-068 dan T-100 terhadap sumur T-173



Gambar 8. Korelasi sumur T-012 dan T-140 terhadap sumur T-173



Gambar 9. Korelasi sumur T-116ST dan T-139 terhadap sumu T-173